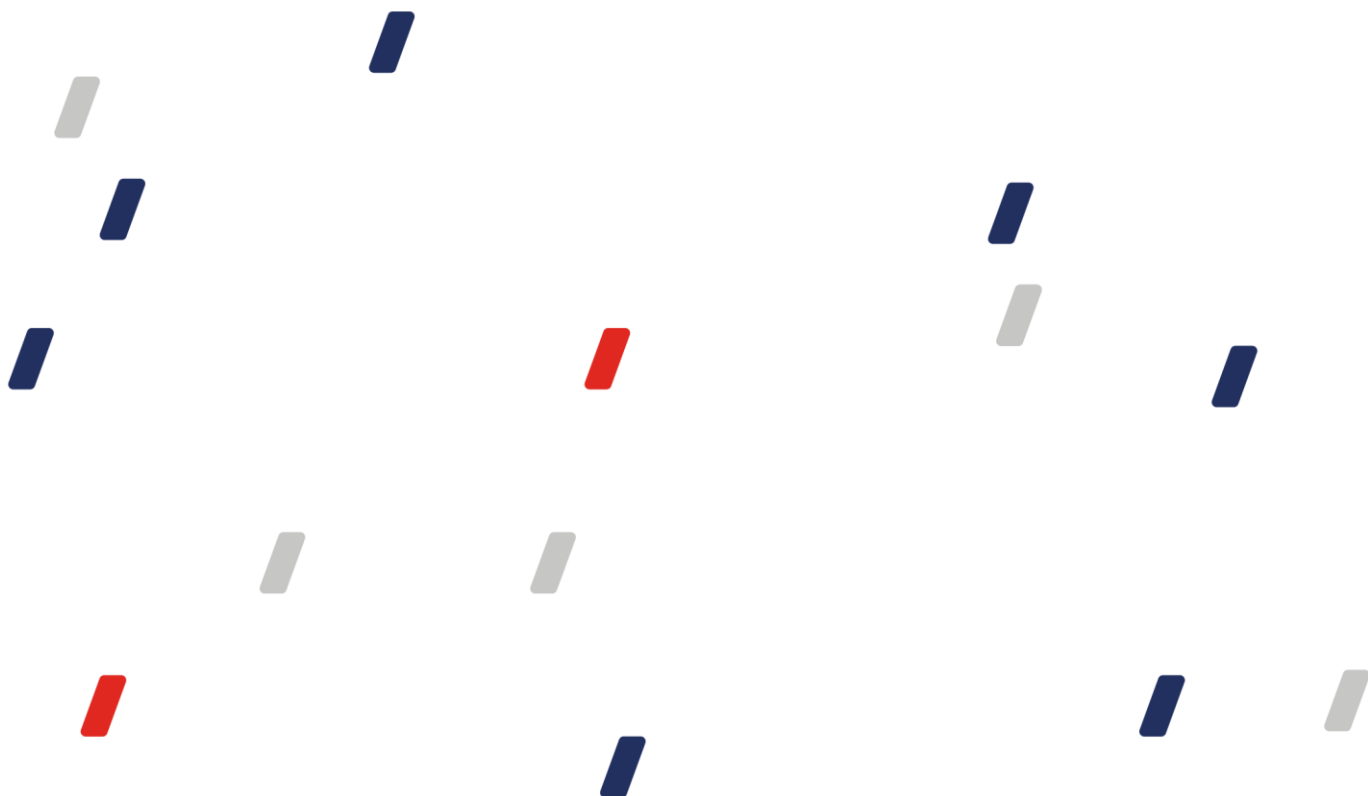


# EFEKTIVNÍ VYUŽÍVÁNÍ PŘENOSOVÉ SOUSTAVY A DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV NA HLADINÁCH VVN A VN V OBLASTI VÝKONOVÉ SLOŽKY ODBĚRU ELEKTŘINY

KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU  
V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU  
V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH



## OBSAH

<b>1</b>	<b>ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRUTÍ .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRVKY VEDOUCÍ K EFEKTIVNÍMU VYUŽÍVÁNÍ SÍTÍ VVN A VN .....</b>	<b>3</b>
2.1	Vytvoření ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon .....	3
2.2	Zrušení ceny za překročení rezervované kapacity .....	4
2.3	Zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav .....	4
2.4	Zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie.....	4
2.5	Uplatnění cen při využití záložního vedení .....	4
2.6	Uplatnění cen pro výrobce elektřiny .....	5
2.7	Zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka.....	6
2.8	Sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu.....	6
2.9	Ostatní změny .....	6
<b>3</b>	<b>ANALÝZA DOPADŮ NA ÚČASTNÍKY TRHU .....</b>	<b>7</b>
<b>3.1</b>	<b>Roční dopady návrhu obou variant nastavení ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny (pro poměr 30/70 a 60/40 z pohledu ceny za rezervovaný příkon/ceny za maximální odebraný výkon).....</b>	<b>7</b>
3.1.1	Roční dopady jednotlivých variant na průměrnou platbu za zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN podle doby využití rezervovaného příkonu .....	7
3.1.2	Roční dopady jednotlivých variant na průměrnou platbu zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN podle podílu aktuální výše rezervovaného příkonu a naměřeného maxima .....	9
3.1.3	Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN .....	11
<b>3.2</b>	<b>Roční dopady návrhu obou variant na platbu za regulovanou složku ceny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN .....</b>	<b>13</b>
3.2.1	Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci platby za regulovanou složku ceny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN .....	13
<b>3.3</b>	<b>Roční dopady návrhu obou variant na platbu za dodávku elektřiny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN .....</b>	<b>15</b>
3.3.1	Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci platby za dodávku elektřiny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN .....	15
<b>4</b>	<b>ZÁVĚR .....</b>	<b>17</b>

# 1 ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRNUÍ

Energetický regulační úřad představuje rozpracování *Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech* (Koncepce) v oblasti efektivního využívání sítí přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí (VVN a VN).

Koncepce, kterou Energetický regulační úřad zveřejnil v listopadu 2022<sup>1</sup>, stanovila základní principy inovace v oblasti regulovaných cen, cíle inovace tarifního systému a opatření, kterými budou stanovené cíle dosaženy.

Pro nastavení tvorby ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny byly v Koncepci stanoveny následující základní principy:

- ▮ jednoduchost, snadná aplikovatelnost, vč. přiznávání a kontroly,
- ▮ nediskriminace a adresnost vyvolaných nákladů,
- ▮ rovné podmínky pro obdobné technologie,
- ▮ bez překážek pro vlastní výrobu/spotřebu,
- ▮ transparentnost,
- ▮ nediskriminace připojení do distribuční/přenosové soustavy,
- ▮ efektivita nákladů,
- ▮ bezpečnost sítě,
- ▮ zohlednění potřeby flexibility na straně provozovatele distribuční soustavy nebo provozovatele přenosové soustavy.

Uvedené základní principy budou ukotveny v opatřeních směřujících k naplnění hlavních cílů inovace v oblasti regulovaných cen. Hlavními cíli inovace v oblasti regulovaných cen uvedených v Koncepci jsou:

- ▮ cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší,
- ▮ dlouhodobá předvídatelnost tarifního systému, jeho nasměrování k nové energetice
- ▮ a vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy.

V této fázi je představeno opatření spočívající v inovaci tarifního systému pro účastníky trhu s elektřinou připojené k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě na hladinách VVN a VN. Změna nastává v oblasti zpoplatnění za výkonovou složku odběru elektřiny, které míří především na správné přiřazení nákladů a vytvoření relevantních cenových signálů vedoucích k žádanému cíli, kterým je vyšší efektivita využití soustavy.

Hlavní navrhovanou změnou je v této fázi zrušení ceny za rezervovanou kapacitu a její nahrazení cenou za rezervovaný příkon a cenou za maximální odebraný výkon, a to s účinností od 1. dubna 2024.

Souhrn tarifních výnosů je totožný ve stavu před i po změně tarifního systému, povolené výnosy provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy podléhající cenové regulaci ze strany Energetického regulačního úřadu zůstávají samotnou změnou tarifního systému nedotčeny. Díky efektivnímu nastavení tarifního systému však dojde k odstranění tlaků na zbytečné budoucí investice do soustav, a tím v budoucnu i ke snížení nákladů pro všechny odběratele oproti situaci, kdy by byla zachována cena za rezervovanou kapacitu.

Shrnutí nejvýznamnějších změn navrhovaných v této implementaci Koncepce:

## Cena zajišťování přenosu elektřiny:

- ▮ zrušení ceny za rezervovanou kapacitu, zrušení sjednávání rezervované kapacity,
- ▮ zrušení ceny za překročení rezervované kapacity,
- ▮ vytvoření ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon,
- ▮ zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav,
- ▮ zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie,
- ▮ zrušení kategorizace výrobců elektřiny a souvisejícího osvobození od hrazení ceny zajišťování přenosu elektřiny vztažené na výkonovou složku odběru,
- ▮ vytvoření výjimky pro akumulaci i přečerpávací vodní elektrárny poskytující služby výkonové rovnováhy,

<sup>1</sup> <https://www.eru.cz/koncepce-propojeni-noveho-designu-trhu-v-elektroenergetice-s-regulovanymi-cenami>

- /// vytvoření výjimky pro výrobce elektřiny se synchronními generátory,
- /// sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu.

#### Cena zajišťování distribuce elektřiny:

- /// zrušení ceny za rezervovanou kapacitu, zrušení sjednávání rezervované kapacity,
- /// zrušení ceny za překročení rezervované kapacity,
- /// vytvoření ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon,
- /// zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav,
- /// zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie,
- /// úprava režimů pro záložní vedení,
- /// zrušení kategorizace výrobců elektřiny a souvisejícího osvobození od hrazení ceny zajišťování distribuce elektřiny vztažené na výkonovou složku odběru,
- /// vytvoření výjimky pro akumulaci i přečerpávací vodní elektrárny poskytující služby výkonové rovnováhy,
- /// vytvoření výjimky pro výrobce elektřiny se synchronními generátory,
- /// zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka (s odloženou účinností),
- /// sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu.

Obecné vyčíslení dopadů na účastníky trhu s elektřinou je uvedeno v části 3 tohoto dokumentu. Konkrétní vyčíslení dopadů pro konkrétního účastníka trhu je možné provést na základě návrhu cenového rozhodnutí, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, a návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů. Návrh předmětného cenového rozhodnutí pro rok 2024 bude zveřejněn na konci října 2023 v rámci veřejného konzultačního procesu.

Koncepce zároveň počítala se změnou managementu jaloviny od roku 2024, z důvodu postupného zavádění inovace tarifního systému a poskytnutí většího prostoru na uzpůsobení odběrných míst a předávacích míst účastníků trhu budou změny v oblasti managementu jaloviny odloženy do roku 2025.

## 2 PRVKY VEDOUcí K EFEKTIVNíMU VYUŽívÁNÍ Sítí VVN A VN

Níže uvedené změny se týkají účastníků trhu připojených do přenosové soustavy nebo do distribuční soustavy na hladině VVN a VN.

### 2.1 Vytvoření ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon

Hlavním prvkem inovace tarifního systému je zrušení alokačních jednotek roční a měsíční rezervované kapacity a jejich nahrazení kombinací alokačních jednotek rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového elektrického výkonu odebraného ze soustavy. Dochází tedy k nahrazení alokační jednotky ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny se smluvní volitelnou hodnotou (rezervovaná kapacita) za dvojici alokačních jednotek, alokační jednotku smluvní, která se váže k odběrnému místu účastníka trhu a vyjadřuje dlouhodobý (rezervovaný příkon) a alokační jednotku s technickou hodnotou, která vyjadřuje skutečný požadavek (maximální čtvrt hodinový výkon odebraný ze soustavy) na rozsah zajišťování služby přenosové a distribuční soustavy. Záměrem této změny je motivace účastníků trhu k efektivnímu využívání soustavy a optimalizaci požadavků na soustavu. Rezervovaný příkon účastníků je často naddimenzovaný, což může vést až k neefektivnímu posilování kapacit soustav a přenášení zvýšených nákladů na všechny odběratele. Pobídka k optimalizaci rezervovaného příkonu účastníka trhu pomůže k dosažení hlavního koncepčního cíle – vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy, kde optimalizace stávajících rezervovaných příkonů přinese širší dostupnost služeb přenosové soustavy a distribučních soustav. Dále dochází k zamýšlenému zjednodušení celého systému a aplikování principu snížení administrativních nároků na všechny účastníky trhu s elektřinou, které byly vyvolávány právě kontinuálním požadavkem na provedení úkonů pro oznámení hodnoty rezervované kapacity pro následující měsíční nebo roční období.

Ceny dle alokační jednotky rezervovaného příkonu a maximálního odebraného čtvrt hodinového výkonu účastníka trhu s elektřinou jsou navrženy ve dvou tarifech, tarifu T1 a T2. Tarif T1 klade vyšší váhu na cenu za rezervovaný příkon, zatímco tarif T2 klade vyšší váhu na cenu za maximální odebraný výkon. Účastník trhu však bude hradit jak cenu za rezervovaný příkon, tak cenu za maximální odebraný výkon. Pro uplatnění tarifu účastníkem trhu platí, že provozovatelé soustav automaticky a bez další součinnosti účastníka trhu s elektřinou účtují vždy nižší ze součtu plateb z ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon podle tarifu T1 nebo tarifu T2 za účtovací období. Uplatnění tarifu T1 nebo T2 bude vycházet z využití rezervovaného příkonu účastníka trhu. Tarif T1 se uplatní při vysokém využití rezervovaného příkonu maximálním čtvrt hodinovým elektrickým výkonem odebraným ze soustavy, tarif T2 se uplatní při nižším využití rezervovaného příkonu. Aby byl naplněn jeden z principů koncepce – „cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší“, je střednědobým záměrem Energetického regulačního úřadu nastavení poměru platby za rezervovaný příkon a platby za maximální odebraný výkon v poměru 60/40, kdy poměr vyjadřuje podíl vybraných tarifních plateb na upravených povolených výnosech regulovaných provozovatelů přenosové a distribučních soustav, tedy 60 % výnosů je souhrnně generováno platbami ceny za rezervovaný příkon a 40 % výnosů platbami za maximální odebraný výkon.

Energetický regulační úřad však z důvodu poskytnutí možnosti lépe analyzovat změny tarifní struktury konkrétními účastníky trhu s elektřinou a poskytnutí prostoru pro případnou úpravu požadavků účastníků trhu s elektřinou na přenosovou soustavu a distribuční soustavu zvolil alternativní přechodný poměr ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon. Pro první roky uplatnění tohoto tarifního systému do roku 2025 budou ceny nastaveny pro poměr 30/70 z pohledu platba za rezervovaný příkon/platba za maximální odebraný výkon na generovaných výnosech regulovaného provozovatele soustavy, což povede k menším změnám v platbách zajišťování přenosu a distribuce elektřiny. Střednědobě zamýšlený poměr 60/40 bude stanoven v rámci cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na rok 2026. Energetický regulační úřad se v Koncepti zavázal k postupné implementaci prvků úpravy tarifního systému a takto postupné dosažení zamýšleného nastavení cen je právě v souladu s tímto principem. Pro eliminaci dopadů na další segment účastníků trhu je v rámci tarifního systému nadále zachována možnost platby zajišťování služby distribuční soustavy formou tzv. jednosložkové ceny za službu sítě a navíc je tato možnost nově rozšířena na účastníky trhu připojené do přenosové soustavy. V případě volby jednosložkové ceny za službu sítě hradí účastník trhu s elektřinou namísto složek ceny

za rezervovaný příkon, maximální odebraný výkon a ceny za použití sítí pouze jednosložkovou cenu za odebrané množství elektřiny. Platí, že tato forma platby je ekonomicky optimální pro účastníky trhu s relativně nízkým odběrem elektřiny ze soustavy, ale s velkým rezervovaným příkonem a maximálním odebraným výkonem. Jednosložková cena je stanovena tak, aby optimalizovala platbu pro účastníky trhu s elektřinou s využitím svého rezervovaného příkonu čtvrt hodinovým elektrickým výkonem odebraným ze soustavy maximálně 600 hodin v kalendářním roce. Jednosložkovou cenu za službu sítě lze zvolit pro libovolné předávací místo bez omezení maximální hodnoty rezervovaného příkonu.

## **2.2 Zrušení ceny za překročení rezervované kapacity**

Zavedení ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon namísto ceny za rezervovanou kapacitu umožní od dubna 2024 zjednodušit cenové rozhodnutí a opustit dříve aplikované postupy pro stanovení ceny za překročení rezervované kapacity. Veškerá ustanovení týkající se ceny za překročení rezervované kapacity budou z cenového rozhodnutí vyjmuta. Tím bude umožněna vyšší transparentnost a nediskriminace uplatnění regulovaných cen.

## **2.3 Zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav**

Podle principů technologické neutrality, rovné podmínky pro obdobné technologie a nediskriminace připojení do přenosové a distribuční soustavy jsou uvedené změny implementovány také do zpoplatnění zajišťování přenosu elektřiny, a to včetně provozovatelů regionálních distribučních soustav. Provozovatelé regionálních distribučních soustav budou tedy dle úpravy tarifního systému hradit ceny zajišťování přenosu elektřiny ze součtu plateb z ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon podle tarifu T1 nebo tarifu T2. Opouští se od dříve uplatňovaného způsobu stanovení plateb mezi provozovateli regionálních distribučních soustav a provozovatelem přenosové soustavy, kdy alokační jednotka povolených nákladů byla stanovena průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem na rozhraní přenosové a distribuční soustavy.

V rámci elektrizační soustavy existuje specifikum, kdy provozovatelé regionálních distribučních soustav jsou také vzájemně propojeni a dochází mezi nimi k odběru výkonu. Cenové rozhodnutí se s tímto specifikem dříve vypořádávalo a byla stanovena cena za rezervovanou kapacitu mezi provozovateli regionálních distribučních soustav, kdy se vzhledem k dlouhodobému saldu výkonů za příjemce platby této ceny považoval jediný provozovatel regionální distribuční soustavy. Toto řešení nepředstavuje rovný přístup pro účastníky trhu. V rámci úpravy tarifního systému od dubna 2024 se i na toto specifikum bude uplatňovat standardní platba kombinace ceny za rezervovaný příkon a ceny za naměřené maximum, spolu s cenou za použití sítí. Pouze nebude uplatňována platba za překročení rezervovaného příkonu a výkonu na rozhraní mezi provozovateli distribučních soustav, kdy by jeden provozovatel regionální distribuční soustavy hradil cenu za překročení rezervovaného výkonu a druhý současně cenu za překročení rezervovaného příkonu.

## **2.4 Zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie**

Na návrh novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů, reaguje i úprava podmínek účtování cen v režimech provozu pro ověření technologie. Do března 2024 je účastníkům trhu s elektřinou v režimu pro ověření technologie stanovena úleva z platby za překročení rezervované kapacity. Tato výjimka je opodstatněna tím, že ve zkušebním provozu není možné přesně odhadnout nároky na odebíraný výkon nově instalované technologie a tím pádem jen obtížně sjednat odpovídající hodnotu rezervované kapacity. Se změnou alokační jednotky, kde účastník trhu s elektřinou hodnotu odebíraného výkonu flexibilně nesjednává, bude platba těmto účastníkům trhu s elektřinou automaticky stanovena z kombinace jednotek rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu, a tedy automaticky zajistí odpovídající rozsah platby účastníka trhu bez penalizace za překročení rezervované kapacity.

## **2.5 Uplatnění cen při využití záložního vedení**

Platbou ceny za rezervovaný příkon budou v tarifním systému od dubna 2024 zatíženi i účastníci trhu s elektřinou, kteří využívají záložní vedení. Důvodem pro přistoupení ke zpoplatnění této služby je Konceptí uvedený princip nediskriminace a adresnosti vyvolaných nákladů. Energetický regulační úřad

vnímá záložní vedení jako formu služby, která dotčeným účastníkům trhu přináší nadstandardní zajištění služby distribuční soustavy, a je proto přirozené podmínit tuto službu částečným finančním protiplněním ze strany účastníka trhu, alespoň cenou za rezervovaný příkon v tarifu T2, který je pro účastníka trhu výhodnější. Tím je sledován koncepční cíl vyššího využití a efektivita provozu a rozvoje soustav. Z praxe vyplývá, že záložní vedení je účastníkem trhu v určitých případech využíváno z provozních důvodů na straně provozovatelů soustav poskytujících v daném předávacím místě službu distribuční soustavy. V cenovém rozhodnutí proto bude stanoven způsob uplatnění ceny za maximální odebraný výkon účastníkem trhu s elektřinou u záložních vedení, který bude plynule navazovat na úlevy z platby za rezervovanou kapacitu záložního vedení v původním tarifním systému. V případě využití záložního vedení z provozních důvodů na straně provozovatele soustavy poskytujícího v daném předávacím místě službu distribuční soustavy se maximální odebraný výkon záložním vedením účtuje tak, jako by odpovídající výkon byl odebrán prostřednictvím hlavního vedení. I pro záložní vedení platí, že účastníkům trhu byla stanovena a ponechána možnost volby jednosložkové ceny za službu sítě. Zároveň doporučujeme ověřit smluvní ujednání ve smlouvě o připojení, kde se záložní vedení definuje. Pokud je ve smlouvě o připojení označené vedení jako záložní a zároveň je vyvedeno ze stejného uzlu soustavy jako vedení hlavní, obecně doporučujeme zahájit jednání o úpravě smlouvy o připojení s provozovatelem přenosové nebo distribuční soustavy.

## 2.6 Uplatnění cen pro výrobce elektřiny

Změny účtování cen se týkají také výrobců elektřiny. Cenové rozhodnutí bude navazovat na novelu vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů, kde již nejsou na hladině VVN a VN nadále rozlišováni výrobci elektřiny první a druhé kategorie. V tarifním systému od dubna 2024 platí, že se na výrobce elektřiny standardně uplatní kombinace ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon, spolu s cenou za použití sítí na veškerý odebraný výkon z přenosové nebo distribuční soustavy. Tímto postupem budou více reflektovány principy nediskriminace a adresnost vyvolaných nákladů i princip technologické neutrality a tarifní systém tak více povede k naplňování cílů, kde „cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší“.

Cenové rozhodnutí však umožní existenci a další rozvoj zařízení pro akumulaci a přečerpávacích vodních elektráren a zavádí způsob uplatnění ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny, kdy účastníci trhu s elektřinou se zařízením pro akumulaci nebo s přečerpávací vodní elektrárnou, u kterých existuje jednoznačné propojení mezi odebraným výkonem ze soustavy a poskytováním služeb výkonové rovnováhy, jsou zvoleným klíčem osvobození z části platby zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v rozsahu, který odpovídá poskytnutým službám výkonové rovnováhy v kladném směru a to s ohledem na bezpečnost soustavy. Principy tohoto osvobození budou součástí přílohy č. 15 navrhovaného cenového rozhodnutí a spočívají v úlevě z celkové platby ceny za odebraný výkon v rozsahu poměru výkonu, který byl poskytnut formou služby výkonové rovnováhy v kladném směru a obvyklého rozsahu poskytování služeb výkonové rovnováhy přečerpávacími vodními elektrárnami. Princip bezpečnosti elektrizační soustavy nemohl být opomenut, služby výkonové rovnováhy jsou provozovatelem přenosové soustavy primárně obstarávány právě pro udržení požadované úrovně bezpečnosti soustavy, a proto byla zvolena částečná úleva z uplatnění ceny za maximální odebraný výkon účastníků trhu, kteří touto formou k bezpečnosti soustavy přispívají a služby výkonové rovnováhy na zařízení pro akumulaci nebo přečerpávací vodní elektrárně budou provozovateli přenosové soustavy v obvyklém rozsahu poskytovat. Cena za rezervovaný příkon bude těmito účastníky trhu s elektřinou se zařízením pro akumulaci nebo s přečerpávací vodní elektrárnou hrazena standardním způsobem.

Princip bezpečnosti elektrizační soustavy byl dále zohledněn z pohledu přínosů výrobců elektřiny, kteří elektřinu vyrábějí za pomoci synchronních generátorů. Výrobny elektřiny se synchronními generátory, tzv. točivé zdroje, napomáhají bezpečnosti elektrizační soustavy svými přirozenými vlastnostmi a soustavě poskytují přínosy, které jsou jen částečně nebo nejsou vůbec doceněny v modelu ocenění služeb výrobců elektřiny, nicméně bez těchto příspěvků by si zajištění bezpečného provozu elektrizační soustavy vyžádalo vyšší náklady formou různých schémat podpůrných služeb. Přínosy poskytované točivými zdroji jsou zkratový příspěvek vyplývající ze skutečnosti, že synchronní generátor je zdroj napětí, setrvačnost, kterou točivé zdroje přispívají ke stabilitě frekvence napětí soustavy a dále točivé zdroje umožňují efektivní management jaloviny v soustavě. S ohledem na obecný trend v energetice, kdy nastává postupný odklon od fosilních točivých zdrojů za postupného nahrazování obnovitelnými, ale netočivými zdroji, jsou tyto přínosy násobně žádanější. Vzhledem k faktu, že tyto přínosy neposkytují veškeré výrobní technologie, byl v rámci návrhu novely vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou definován okruh výrobců elektřiny se

synchronními generátory, který uplatňuje částečnou úlevu z platby ceny za maximální odebraný výkon. Úleva bude poskytnuta v rozsahu obvyklé technologické vlastní spotřeby elektřiny pro danou výrobní technologii. Uplatnění úlevy z platby je podmíněno naplněním uvedených teoretických premis o přínosech elektrizační soustavy. Ty jsou naplněny jen tehdy, pokud výroba elektřiny aktivně a trvale elektřinu vyrábí a dodává elektřinu do soustavy, tyto předpoklady byly proto implementovány do návrhu novely vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a přílohy č. 16 navrhovaného cenového rozhodnutí. Vzhledem ke skutečnosti, že podíl synchronních generátorů na výrobě elektřiny bude dle všech projekcí nadále klesat, bude tato problematika nadále sledována, kdy bude průběžně analyzováno, zda je tato forma ocenění přínosu synchronních generátorů soustavy vhodně a přesně nastavena. Cena za rezervovaný příkon bude i výrobcí elektřiny se synchronními generátory hrazena standardním způsobem.

Pro částečnou optimalizaci celkové platby výrobce elektřiny je v tarifním systému stanovena a ponechána možnost volby jednosložkové ceny za službu sítě, kterou můžou využívat výrobci elektřiny, kteří odebírají elektřinu v době odstávky nebo výpadku zdroje pro své technologie i pro ostatní odběratele, kteří jsou na tyto výrobce často připojené. Jednosložková cena za službu sítě může být uplatněna nejen na hladinách VVN a VN distribuční soustavy, ale rovněž nově i v přenosové soustavě. Po uplatnění jednosložkové ceny služby sítě je tato cena účastníkem trhu s elektřinou uplatňována minimálně po dobu následujících 12 měsíců.

## **2.7 Zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka**

V souladu s vytvořením nové jednotky ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon dochází ke zrušení jednotky ceny za rezervovanou kapacitu, spolu se způsoby vyhodnocení rezervované kapacity a rovněž i s výjimkami, které byly v cenovém rozhodnutí uvedeny a uplatňovány. V duchu principu technologické neutrality dochází ke zrušení výjimek z vyhodnocování rezervované kapacity pro odběratele odebírající z hladiny VN s akumulacím nebo přímotopným vytápěním nebo odběrem pro závlahy anebo odběrem pro zimní stadiony. Uplatňovaná systémová výjimka pouze pro několik přesně vymezených technologií nadále nemá oporu v principech a cílech, které jsou v Koncepti formulovány a které jsou v rámci nového tarifního systému sledovány. Částečná výjimka bude pro vymezené technologie zachována pouze do roku 2025, kdy bude docházet k vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy v době, kdy jsou definované spotřebiče blokovány. Důvodem pro odloženou účinnost tohoto opatření je stav, který pro odběratele zrušením této výjimky nastane. Odběratelé využívající tohoto tarifu by byly po jednorázovém zrušení této výjimky vystaveni meziročnímu velmi vysokému navýšení platby ceny zajišťování distribuce elektřiny. Vzhledem k povaze jejich činnosti podnikání nejsou tito odběratelé schopni relativní nárůst platby ceny zajišťování distribuce elektřiny patřičně promítnout do svého podnikání, a proto je jim dána částečná odložená účinnost do konce roku 2025.

## **2.8 Sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu**

Princip nediskriminace a adresnosti vyvolaných nákladů byl promítnut do sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu s cenou za překročení rezervovaného výkonu, kdy cena za překročení je totožná, bez ohledu na směr toku výkonu. Tento systém více odpovídá očekávané podobě trhu, kde se v souvislosti s rozvojem inteligentních prvků, decentralních a obnovitelných zdrojů budou stírat rozdíly v chování účastníků trhu. Stanovená cena za překročení rezervovaného příkonu a výkonu nadále odpovídá čtyřnásobku ceny za rezervovaný příkon, konkrétně v tarifu T1.

## **2.9 Ostatní změny**

Ostatní změny a přesná pravidla aplikace cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny jsou obsažena v návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů a v návrhu cenového rozhodnutí, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny.

Dílčí úpravy jsou očekávané i u jiných podzákoných právních předpisů, které budou postupně novelizovány.



Koncepce zároveň počítala se změnou managementu jaloviny od roku 2024, z důvodu postupného zavádění inovace tarifního systému a poskytnutí většího prostoru na uzpůsobení odběrných míst a předávacích míst účastníků trhu budou změny v oblasti managementu jaloviny odloženy do roku 2025.

### 3 ANALÝZA DOPADŮ NA ÚČASTNÍKY TRHU

Všechny níže uváděné dopady vycházejí z předběžné kalkulace cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na základě podkladů dostupných v době simulace, jedná se o dopady na cenách zajišťování přenosu a distribuce elektřiny pro rok 2023 s využitím dostupných informací. Individuální platby pro jednotlivé odběratele se mohou od níže uvedeného obecného přehledu lišit díky specifickým daného odběrného místa, vyčíslení dopadů pro konkrétního účastníka trhu je možné provést účastníkem trhu na základě návrhu cenového rozhodnutí, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, a návrhu novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů. V simulaci dopadů bylo dále uvažováno s využitím jednosložkové ceny za službu sítě pro takové předávací místo, pro které bude jednosložková cena za službu sítě výhodnější.

Uvedené dopady dále nepočítají s reakcí na zpoplatnění rezervovaného příkonu takových účastníků trhu, kteří už byli v dnešní době částečně motivováni k optimalizaci rezervovaného příkonu prostřednictvím složky ceny na podporu elektřiny. V případě optimalizace hodnoty rezervovaného příkonu u těchto účastníků trhu, budou dopady na ně významně nižší.

Dopady jsou provedeny v rozdělení na dopady na cenu zajišťování přenosu a distribuce elektřiny, cenu služby distribuční soustavy i celkovou platbu za elektřinu.

#### 3.1 Roční dopady návrhu obou variant nastavení ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny (pro poměr 30/70 a 60/40 z pohledu ceny za rezervovaný příkon/ceny za maximální odebraný výkon)

##### 3.1.1 Roční dopady jednotlivých variant na průměrnou platbu za zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN podle doby využití rezervovaného příkonu

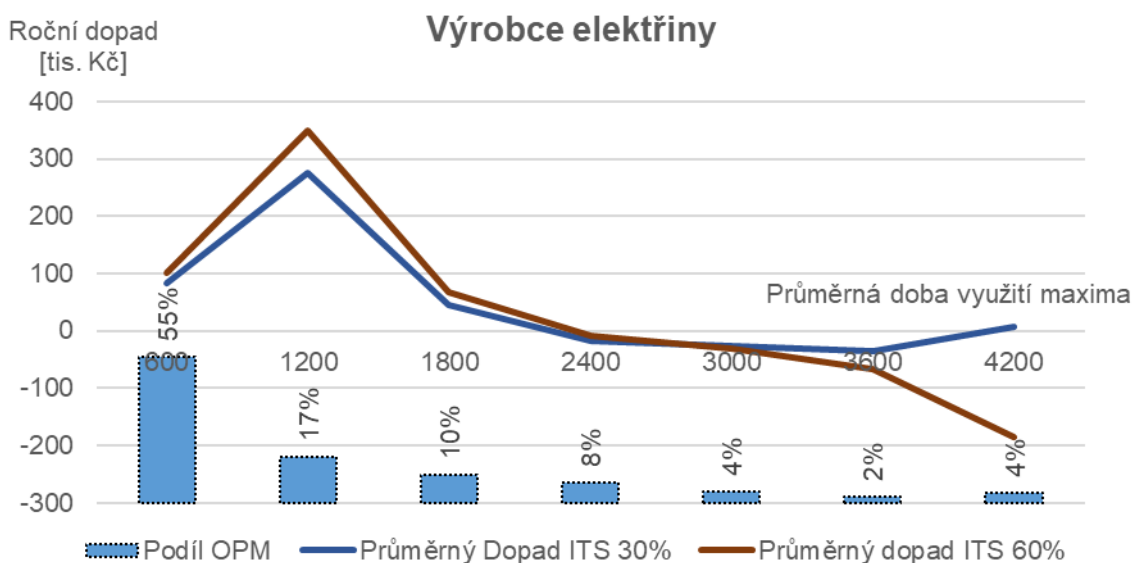
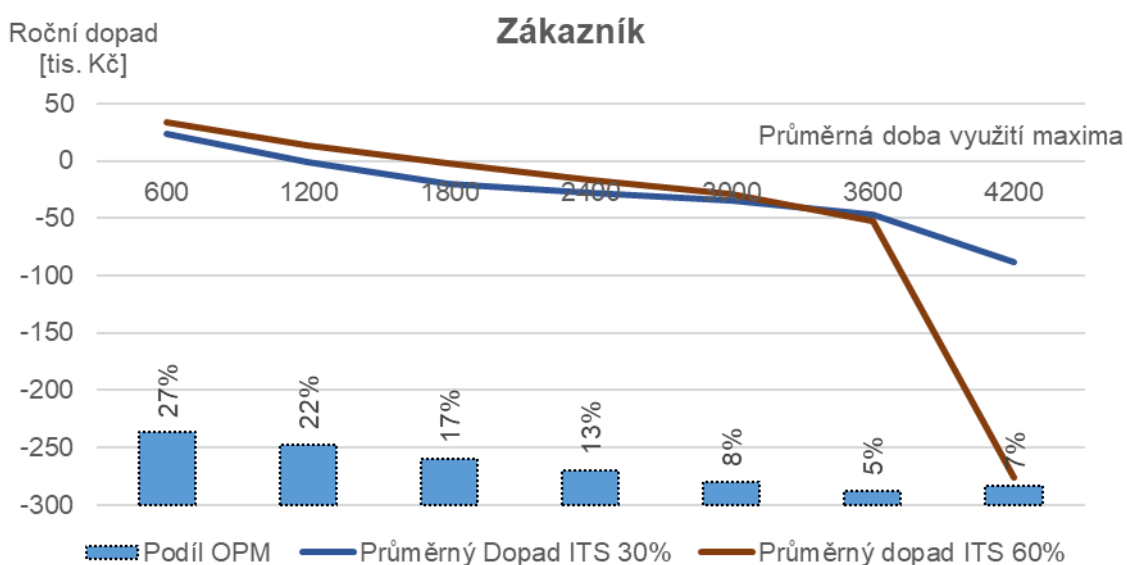
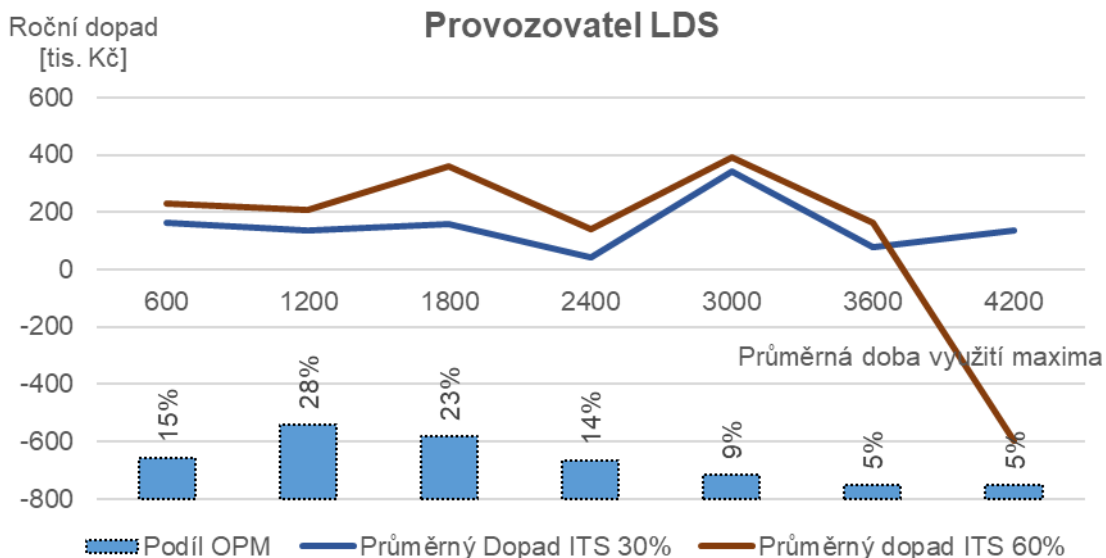
Segmentace doby využití rezervovaného příkonu je v rozsahu:

- /// 0 – 600 hodin,
- /// 600 – 1 200 hodin,
- /// 1 200 – 1 800 hodin,
- /// 1 800 – 2 400 hodin,
- /// 2 400 – 3 000 hodin,
- /// 3 000 – 3 600 hodin,
- /// 3 600 a více hodin.

Průměrné dopady jsou prezentovány na dvou variantách:

- /// ITS 30 % - varianta uplatňovaná v letech 2024 a 2025, v rámci které dojde k alokaci 30 % upravených povolených výnosů do ceny za rezervovaný příkon, 70 % upravených povolených výnosů bude alokováno do ceny za maximální odebraný výkon,
- /// ITS 60 % - varianta uplatňovaná od roku 2026, v rámci které dojde k alokaci 60 % upravených povolených výnosů do ceny za rezervovaný příkon, 40 % upravených povolených výnosů bude alokováno do ceny za maximální odebraný výkon.

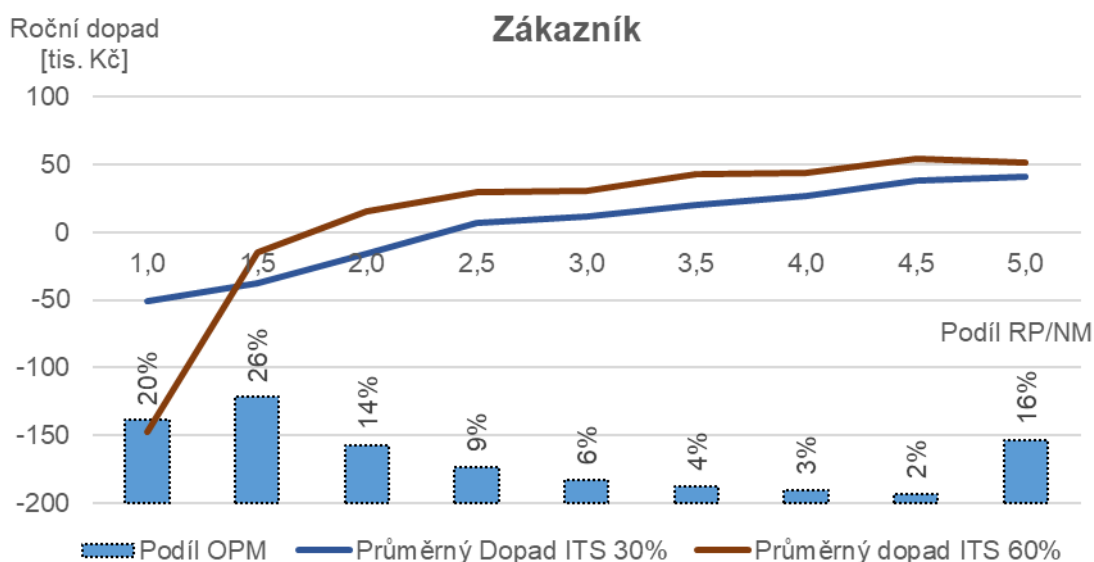
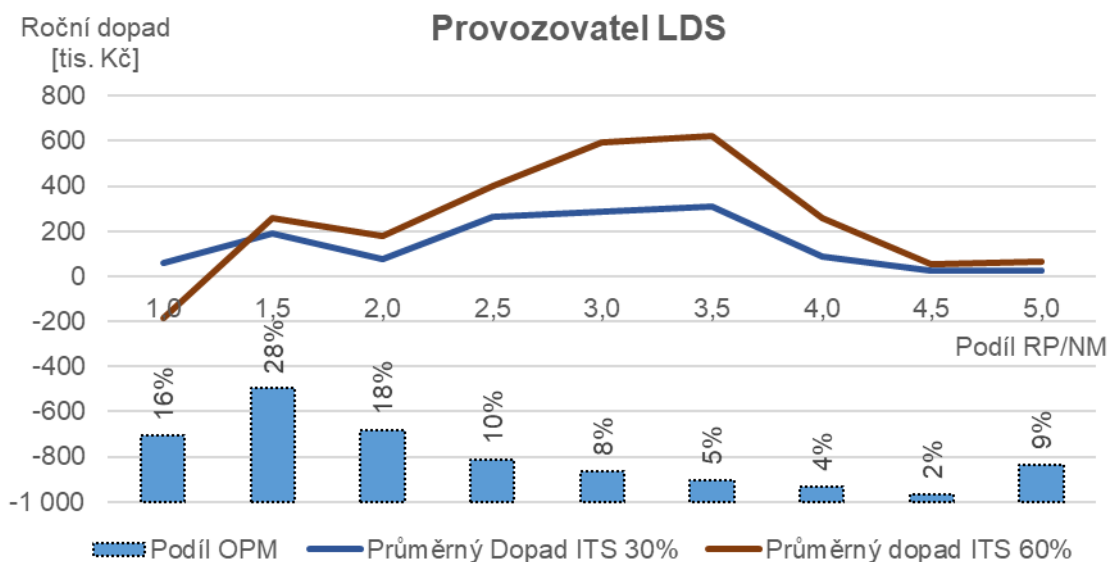
Průměrný dopad v každém segmentu je nutné brát s určitou interpretační rezervou, neboť každý segment obsahuje odběratele s extrémními dopady, které budou zobrazeny v další části tohoto dokumentu. Porovnání dopadů u jednotlivých variant je v tomto ohledu důležité, neboť potvrzuje základní předpoklad, že lepší využití nasmlouvaného rezervovaného příkonu bude změnou tarifikace podporováno.

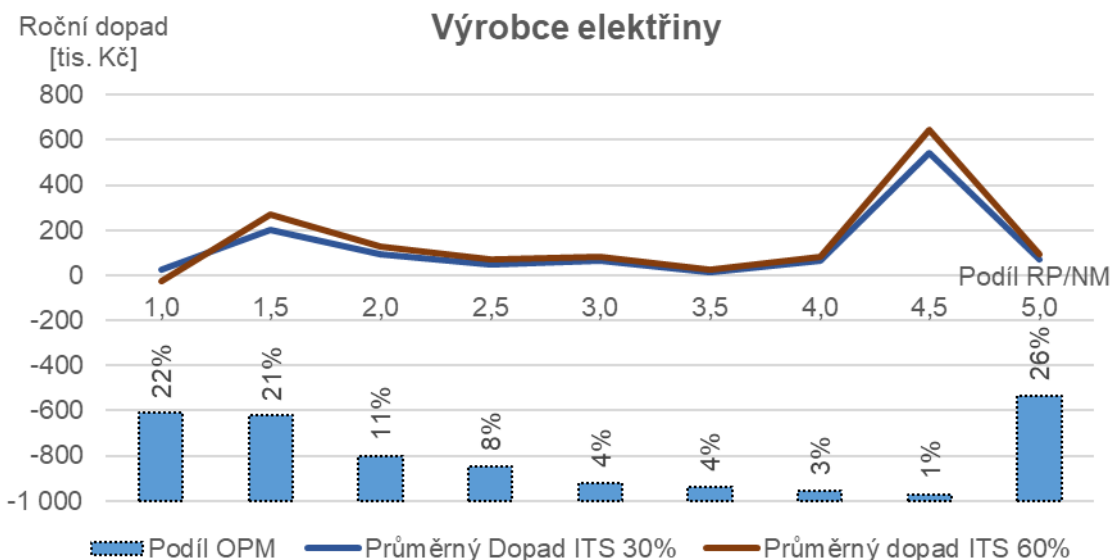


Výše uvedené grafy obsahují i přehled rozložení počtu odběratelů mezi jednotlivé segmenty a výsledky za segmenty s malým zastoupením jsou tak více ovlivněny individuálními dopady specifických situací u odběratelů (např. dopadem zrušení klasifikace výrobců I. a II. kategorie nebo zpoplatnění jednosložkovou cenou).

### 3.1.2 Roční dopady jednotlivých variant na průměrnou platbu zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN podle podílu aktuální výše rezervovaného příkonu a naměřeného maxima

Segmentace podílu aktuální výše rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu je dána zaokrouhlením po 0,5 bodech s maximálním omezením na hodnotu 5. Samotné dopady pracují s předpokladem omezení hodnoty rezervovaného příkonu u výrobců první kategorie a provozovatelů LDS maximálně na průměrnou výši poměru rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu u zákazníků.





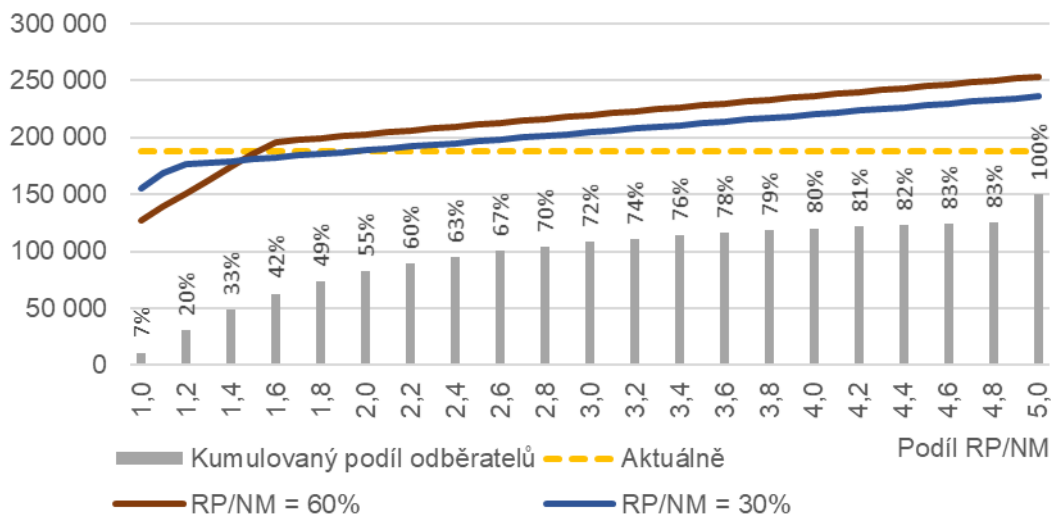
NM – maximální čtvrt hodinový odebraný výkon

Průměrný dopad v každém segmentu je opět nutné brát s interpretační rezervou, neboť každý segment obsahuje odběratele s extrémními dopady a výsledky za segmenty s malým zastoupením jsou více ovlivněny individuálními dopady specifických situací u odběratelů. Např. výrobci elektřiny s poměrem aktuální výše rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu rovným cca 4,5 obsahují jen 53 výrobců elektřiny vč. 2 extrémních výrobců první kategorie připojených do distribuční soustavy s aktuálním rezervovaným příkonem větším než 100 MW. Segment 1,5 pak zkrusují velké přečerpávací vodní elektrárny.

V posledním segmentu s poměrem aktuálního rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu rovným cca 5 a více jsou zastoupeny významné počty odběratelů, kteří mají poměr aktuální hodnoty rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu větší než 10 (jde o 26 LDS, 1 142 zákazníků a 487 výrobců elektřiny). Uvedené zahrnuje i 188 odběratelů, kteří v analyzovaném roce neodebírali žádný výkon, kdy dopady změny tariface u těchto odběratelů jsou zpravidla v analýze pozitivní, neboť u nich analýza předpokládá nově zpoplatnění jednosložkovou cenou za službu sítě (a tedy nulovou platbu za zajišťování distribuce elektřiny).

Základním poznatkem je nicméně opět potvrzení předpokladu, že lepší využití nasmlouvaného rezervovaného příkonu bude změnou tariface podporováno. Medián z hodnot podílů rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu se aktuálně nachází na hodnotě 1,89. Zlomová hodnota podílu rezervovaného příkonu a maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu pro automatické rozhodování mezi tarifem T1 a tarifem T2 je přitom u varianty ITS 60 % RP rovna 1,59 a u varianty ITS 30 % RP rovna 1,14 viz např. dopady na platbu vzorového zákazníka jednoho provozovatele distribuční soustavy podle případné úrovně optimalizace rezervovaného příkonu v grafu níže.

Roční platba za 1 MW naměřeného maxima [Kč/měsíc]  
příklad ČEZ Distribuce, a.s. - VN



V grafu je pro srovnání rovněž zobrazena teoretická úroveň platby za 1 MW maximálního čtvrt hodinového odebraného elektrického výkonu v současné tarifní struktuře, kdy se jedná o cenu za roční rezervovanou kapacitu upravenou koeficientem průměrného využití kapacity u dané napěťové hladiny daného provozovatele soustavy.

### 3.1.3 Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na hladinách VVN a VN

Níže uváděné tabulky zobrazují X-tý dopad na odběratele, seřazený od nejlepších dopadů k nejhorším (např. 5 % značí 50-tý nejlepší dopad z tisíce vzorku; 95 % značí 50-tý nejhorší dopad z tisíce vzorku).

X% kvantily dopadů Provozovatel LDS	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-22 487	-99 %	-24 064	-99 %
1%	-1 615	-53 %	-661	-56 %
2%	-770	-29 %	-484	-30 %
3%	-408	-22 %	-311	-25 %
4%	-307	-21 %	-205	-21 %
5%	-224	-19 %	-154	-19 %
10%	-74	-13 %	-61	-13 %
20%	-17	-6 %	-20	-7 %
30%	-1	-1 %	-8	-4 %
40%	4	3 %	-2	-1 %
50%	10	6 %	2	1 %
60%	22	9 %	8	3 %
70%	40	12 %	20	6 %
80%	88	15 %	57	8 %
90%	323	21 %	209	15 %
95%	895	35 %	589	26 %
96%	1 143	49 %	780	38 %
97%	1 518	103 %	989	87 %
98%	3 315	748 %	1 738	682 %
99%	8 484	999 %	4 300	999 %
100%	28 084	999 %	25 972	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

X% kvantily dopadů Zákazník	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-23 594	-100 %	-23 943	-100 %
1%	-751	-74 %	-460	-75 %
2%	-426	-55 %	-315	-58 %
3%	-307	-46 %	-242	-49 %
4%	-250	-40 %	-198	-43 %
5%	-209	-36 %	-170	-40 %
10%	-113	-25 %	-96	-28 %
20%	-51	-18 %	-46	-17 %
30%	-26	-12 %	-26	-11 %
40%	-11	-7 %	-14	-7 %
50%	-1	-1 %	-5	-3 %
60%	7	5 %	2	1 %
70%	20	12 %	11	7 %
80%	41	24 %	27	17 %
90%	89	53 %	65	44 %
95%	162	114 %	126	102 %
96%	193	147 %	149	131 %
97%	237	212 %	184	190 %
98%	311	399 %	241	363 %
99%	477	999 %	378	999 %
100%	10 916	999 %	7 346	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

U zákazníků i provozovatelů LDS je zřejmé, že jednotky procent odběratelů budou inovací tarifní struktury zasaženy na úrovni vyšších desítek procent či na úrovni stovek tisíc Kč. Ani varianta ITS 30 % RP zde neposkytuje automatické řešení. Pokud se např. u těchto segmentů definuje pro bližší náhled kombinace navýšení platby minimálně o 100 tis. Kč a 50 % ve variantě ITS 30% RP, půjde o stovky odběratelů, kteří mají charakteristicky nadměrně vysoký rezervovaný příkon.

X% kvantily dopadů Výrobce elektřiny	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-3 632	-100 %	-1 208	-100 %
1%	-456	-68 %	-359	-71 %
2%	-274	-46 %	-217	-50 %
3%	-211	-34 %	-142	-36 %
4%	-156	-27 %	-115	-30 %
5%	-130	-24 %	-89	-26 %
10%	-59	-16 %	-45	-13 %
20%	-6	-4 %	-8	-4 %
30%	0	9 %	0	4 %
40%	1	48 %	1	38 %
50%	2	152 %	2	140 %
60%	5	250 %	4	228 %
70%	11	555 %	9	508 %
80%	26	999 %	19	999 %
90%	64	999 %	49	999 %
95%	123	999 %	92	999 %
96%	170	999 %	130	999 %
97%	272	999 %	204	999 %
98%	413	999 %	340	999 %
99%	1 469	999 %	973	999 %
100%	100 529	999 %	81 653	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

Vyhodnocení u výrobců je ovlivněno skutečností, že současní výrobci 1. kategorie, kteří činí větší polovinu výrobců, jsou nově v rámci této analýzy zpoplatněni a relativní nárůst jejich platby je tedy v některých případech na hranici zobrazitelnosti (v tabulce je limitován číslem 999 % z téměř nulové základny).

## 3.2 Roční dopady návrhu obou variant na platbu za regulovanou složku ceny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN

### 3.2.1 Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci platby za regulovanou složku ceny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN

X% kvantily dopadů Provozovatel LDS	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-22 487	-99 %	-24 064	-99 %
1%	-1 615	-52 %	-661	-55 %
2%	-770	-26 %	-484	-27 %
3%	-408	-20 %	-311	-21 %
4%	-307	-19 %	-205	-19 %
5%	-224	-17 %	-154	-17 %
10%	-74	-11 %	-61	-11 %
20%	-17	-5 %	-20	-6 %
30%	-1	-1 %	-8	-3 %
40%	4	3 %	-2	-1 %
50%	10	5 %	2	1 %
60%	22	8 %	8	3 %
70%	40	10 %	20	5 %
80%	88	12 %	57	7 %
90%	323	18 %	209	13 %
95%	895	29 %	589	22 %
96%	1 143	39 %	780	33 %
97%	1 518	88 %	989	75 %
98%	3 315	397 %	1 738	330 %
99%	8 484	999 %	4 300	999 %
100%	28 084	999 %	25 972	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

X% kvantily dopadů Zákazník	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-23 594	-100 %	-23 943	-100 %
1%	-751	-72 %	-460	-74 %
2%	-426	-53 %	-315	-56 %
3%	-307	-44 %	-242	-47 %
4%	-250	-37 %	-198	-41 %
5%	-209	-34 %	-170	-37 %
10%	-113	-23 %	-96	-26 %
20%	-51	-16 %	-46	-15 %
30%	-26	-11 %	-26	-10 %
40%	-11	-6 %	-14	-6 %
50%	-1	-1 %	-5	-2 %
60%	7	5 %	2	1 %
70%	20	11 %	11	6 %
80%	41	21 %	27	15 %
90%	89	47 %	65	38 %
95%	162	101 %	126	90 %
96%	193	129 %	149	115 %
97%	237	184 %	184	168 %
98%	311	323 %	241	301 %
99%	477	963 %	378	882 %
100%	10 916	999 %	7 346	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

X% kvantily dopadů Výrobce elektřiny	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-3 632	-100 %	-1 208	-100 %
1%	-456	-67 %	-359	-70 %
2%	-274	-43 %	-217	-47 %
3%	-211	-31 %	-142	-33 %
4%	-156	-25 %	-115	-28 %
5%	-130	-22 %	-89	-23 %
10%	-59	-14 %	-45	-12 %
20%	-6	-3 %	-8	-3 %
30%	0	8 %	0	4 %
40%	1	36 %	1	30 %
50%	2	70 %	2	63 %
60%	5	111 %	4	102 %
70%	11	245 %	9	223 %
80%	26	761 %	19	705 %
90%	64	999 %	49	999 %
95%	123	999 %	92	999 %
96%	170	999 %	130	999 %
97%	272	999 %	204	999 %
98%	413	999 %	340	999 %
99%	1 469	999 %	973	999 %
100%	100 529	999 %	81 653	999 %

*Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.*



### 3.3 Roční dopady návrhu obou variant na platbu za dodávku elektřiny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN

#### 3.3.1 Příklady ročních dopadů u X% kvantilů podle typů odběru v rámci platby za dodávku elektřiny pro odběratele připojené do přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách VVN a VN

X% kvantily dopadů Provozovatel LDS	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-22 487	-99 %	-24 064	-99 %
1%	-1 615	-25 %	-661	-28 %
2%	-770	-5 %	-484	-5 %
3%	-408	-4 %	-311	-4 %
4%	-307	-3 %	-205	-4 %
5%	-224	-3 %	-154	-3 %
10%	-74	-2 %	-61	-2 %
20%	-17	-1 %	-20	-1 %
30%	-1	0 %	-8	0 %
40%	4	0 %	-2	0 %
50%	10	1 %	2	0 %
60%	22	1 %	8	0 %
70%	40	1 %	20	1 %
80%	88	2 %	57	1 %
90%	323	2 %	209	2 %
95%	895	5 %	589	3 %
96%	1 143	6 %	780	5 %
97%	1 518	11 %	989	8 %
98%	3 315	22 %	1 738	20 %
99%	8 484	77 %	4 300	72 %
100%	28 084	999 %	25 972	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

X% kvantily dopadů Zákazník	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-23 594	-100 %	-23 943	-100 %
1%	-751	-55 %	-460	-57 %
2%	-426	-26 %	-315	-28 %
3%	-307	-17 %	-242	-19 %
4%	-250	-13 %	-198	-14 %
5%	-209	-10 %	-170	-12 %
10%	-113	-6 %	-96	-6 %
20%	-51	-3 %	-46	-3 %
30%	-26	-2 %	-26	-2 %
40%	-11	-1 %	-14	-1 %
50%	-1	0 %	-5	0 %
60%	7	1 %	2	0 %
70%	20	2 %	11	1 %
80%	41	3 %	27	2 %
90%	89	8 %	65	7 %
95%	162	19 %	126	17 %
96%	193	25 %	149	22 %
97%	237	34 %	184	30 %
98%	311	53 %	241	48 %
99%	477	93 %	378	78 %
100%	10 916	999 %	7 346	999 %

Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.

X% kvantily dopadů Výrobce elektřiny	Dopad ITS 60% [tis. Kč]	Dopad ITS 60% [%]	Dopad ITS 30% [tis. Kč]	Dopad ITS 30% [%]
0%	-3 632	-100 %	-1 208	-100 %
1%	-456	-47 %	-359	-50 %
2%	-274	-17 %	-217	-19 %
3%	-211	-9 %	-142	-10 %
4%	-156	-6 %	-115	-7 %
5%	-130	-5 %	-89	-5 %
10%	-59	-2 %	-45	-2 %
20%	-6	-1 %	-8	-1 %
30%	0	1 %	0	1 %
40%	1	2 %	1	2 %
50%	2	3 %	2	3 %
60%	5	6 %	4	5 %
70%	11	12 %	9	11 %
80%	26	33 %	19	30 %
90%	64	77 %	49	72 %
95%	123	88 %	92	72 %
96%	170	181 %	130	164 %
97%	272	309 %	204	276 %
98%	413	636 %	340	580 %
99%	1 469	999 %	973	999 %
100%	100 529	999 %	81 653	999 %

*Dopady jsou řazeny odděleně, extrémní absolutní dopady nekorrespondují s extrémními relativními dopady.*

## 4 ZÁVĚR

Tento dokument rozpracovává cíle a principy stanovené v Koncepti, které implementuje do tarifního systému definujícího účtování ceny zajišťování přenosu elektřiny a ceny zajišťování distribuce elektřiny na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí.

Klíčovou změnou, tedy zrušením ceny za rezervovanou kapacitu a jejím nahrazením cenou za rezervovaný příkon a cenou za maximální odebraný výkon, dojde k přímému spojení dlouhodobých i aktuálních požadavků účastníků trhu na cenu služby přenosové i distribuční soustavy. V důsledku této změny očekáváme snížení celkového rezervovaného příkonu zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů lokálních distribučních soustav o přibližně 3 000 MW, což je snížení celkového rezervovaného příkonu uvedených účastníků trhu s elektřinou o přibližně 16 %.

Dopady na všechny účastníky trhu byly analyzovány a bylo zvoleno takové řešení, které nejvíce odpovídá cílům a principům definovaných v Koncepti. Cena, kterou bude účastník trhu hradit, bude odpovídat nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší. Dopady na některé účastníky trhu s elektřinou jsou relativně vysoké, to je nicméně dáno vysokými požadavky těchto účastníků na soustavu nebo určitým historicky nastaveným, neodůvodnitelným a nesystémovým přístupem v současném tarifním systému, který některým účastníkům trhu umožňuje hradit ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v neodpovídající hodnotě, bez relevantního odůvodnění. Náklady neuhrazené těmito účastníky trhu se nyní přenáší na ostatní účastníky trhu.

Změnou tarifního systému nedojde ke změně výnosů provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav.

Jednotlivé prvky budoucího tarifního systému zajistí naplnění sledovaných principů a cílů, které byly dříve v Koncepti vytyčeny, dojde k odstranění tlaků na zbytečné investice do soustav, a tím i ke snížení budoucích nákladů pro všechny účastníky trhu oproti situaci, kdy by byl zachován současný tarifní systém.

Sekce regulačních činností a mezinárodní spolupráce

Vydání 9.10.2023



**Energetický regulační úřad**

Masarykovo náměstí 91/5, 586 01 Jihlava

+420 564 578 666

podatelna@eru.cz

ID datové schránky ERÚ eeuaau7

**[www.eru.cz](http://www.eru.cz)**